

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

асфальтобетонного покрытия. По нашим данным применение наноразмерного волластонита (30-150 нм) резко увеличивает качество битума.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА PLS-ДИСКРИМИНАЦИЙ ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ СЫРОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

С.А. Проценко

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, г. Томск*

Изучению состава и свойств транспортируемой сырой нефти уделяется большое внимание. Для защиты внутренней поверхности нефтепромысловых и технологических трубопроводных систем в нефтегазовой отрасли применяются методы, которые основаны на использовании ингибиторов коррозии и поверхностно активных веществ, препятствующие развитию внутренней коррозии. Для получения информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению коррозии проводят мониторинг физико-химического состава сырой нефти и эффективности ингибиторной защиты.

Водная фаза сырой нефти является сложной системой. Каждый компонент водной фазы имеет различное влияние на агрессивность среды. Однако совокупность множества различных физико-химических характеристик не всегда позволяет исключать часть некорректно полученных данных с учетом всех исследованных свойств, выделить специфичность объекта. Результатами мониторинга коррозии являются большие трудно анализируемые массивы данных. Часто такие данные невозможно интерпретировать с помощью простых аналитических методов.

Одним из решений данной проблемы может быть применение метода главных компонент, на основе которого возможно осуществить классификацию объектов по набору различных характеристик [2]. Метод главных компонент позволяет понизить размерность многомерных данных, посредством выделения наиболее существенных структур данных в новом пространстве главных компонент (principal component, PC) [3].

В качестве объектов исследования были выбраны семьдесят образцов двух классов сырой нефти (с добавлением ингибитора коррозии и без добавления) месторождения Западной Сибири. Набор физико-химических параметров представлен в таблице исходных данных восемнадцатью переменными (табл. 1).

Для идентификации сырой нефти необходимо решить математическую задачу классификации объектов исследования по набору параметров. Для решения данной задачи был использован проекционный метод, основанный на статистическом подходе к обработке информации – метод PLS-дискриминации (PLS-DA, Projection on Latent Structures with Discriminant Analysis, проекция на скрытые структуры с дискриминационным анализом). Была вычислена матрица счетов по набору физико-химических параметров, а также построена PLS-модель классификации и осуществлена её проверка. А именно, структура данных двух классов водной фазы (с добавлением ингибитора коррозии – Класс1 и без добавления ингибитора коррозии – Класс2) была разделена на набор калибровки и набор проверки. Для проведения расчетов была использована реализация метода PLS-DA в редакторе электронных таблиц Microsoft Excel предложенная

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

А.Л. Померанцевым [1]. Результаты были получены для трех скрытых переменных, две из которых представлены на рис. 1. Построение PLS-предсказаний трех скрытых переменных представлено на рис. 2.

Таблица 1

Физико-химические параметры сырой нефти

Переменная	Физико-химический параметр	Единицы измерений
V1	Средняя скорость коррозии	мм/год
V2	Водородный показатель, pH	ед. pH
V3	Концентрация гидрокарбонат-ионов, HCO_3^-	мг/л
V4	Концентрация хлорид-ионов, Cl^-	мг/л
V5	Концентрация ионов кальция, Ca^{2+}	мг/л
V6	Концентрация ионов магния, Mg^{2+}	мг/л
V7	Концентрация ионов калия и натрия, K^+ и Na^+	мг/л
V8	Отношение концентрации ионов натрия к концентрации хлорид-ионов	ед.
V9	Отношение разности концентраций хлорид-ионов и ионов натрия к концентрации ионов магния	ед.
V10	Отношение концентрации ионов кальция к концентрации ионов магния	ед.
V11	Параметр Пальмера, первая солёность, S_1	ед.
V12	Параметр Пальмера, вторая солёность, S_2	ед.
V13	Параметр Пальмера, вторая щёлочность, A_2	ед.
V14	Концентрация кислорода, O_2	мг/л
V15	Концентрация диоксида углерода, CO_2	мг/л
V16	Концентрация железа, Fe	мг/л
V17	Концентрация растворённых в воде твёрдых включений (минерализация)	мг/л
V18	Массовая доля воды в сырой нефти	%

Установлено, что PLS-модель с уровнем дискриминации 0,6 позволяет классифицировать сырую нефть на основе физико-химического состава с добавлением и без добавления ингибитора коррозии. При использовании двух скрытых переменных число ошибок предсказания первого рода равно 3, второго рода равно 1. Проецирование на третью скрытую переменную показало число ошибок предсказания первого рода равно 1, а второго рода равно 0.

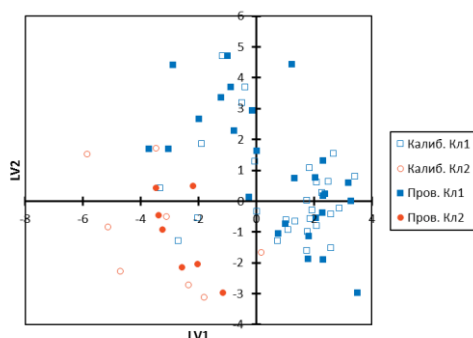


Рис. 1. PLS-модель

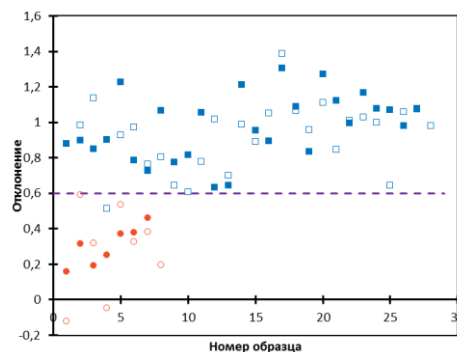


Рис. 2. PLS-предсказания LV1-LV3

Таким образом, применение метода PLS-DA позволяет классифицировать сырую нефть двух классов на основе анализа физико-химических параметров и, как следствие, сделать вывод об агрессивности транспортируемой среды. Необходимо также отметить, что представленная PLS-модель предсказания построена для одного месторождения, но подобный метод классификации может быть распространен и для других месторождений.

Литература

1. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие, Томск, Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.
2. Шараф М.А., Иллмэн Д.Л., Ковальски Б.Р. Хемометрика. – Л.: Химия, 1989. – 272 с.
3. Brereton R.G. Applied Chemometrics for Scientists. – Wiley, Chichester, UK, 2007. – 379 p.

ОБЗОР ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ И ЛЬДАХ

С.О. Савинов

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия***

Многолетнемерзлые горные породы (ММП) - породы, длительное время (не менее двух лет подряд), содержащие лёд и составляющие основную массу мёрзлой зоны литосферы. Форма, размеры и взаимное расположение ледяных включений (криогенная текстура многолетнемерзлых горных пород) определяются условиями осадконакопления и промерзания [1].

Крупнейшие месторождения углеводородов на территории Российской Федерации, находящиеся в зоне вечной мерзлоты: Самбургское, Уренгойское, Южно-Русское, Бованенковское, Заполярное, Ямбургское. Бурение скважины в зоне залегания многолетнемерзлых горных пород должны осуществляться в соответствии с РД 39-009-90 Миннефтегазпрома. Кроме того, для бурения в условиях многолетней мерзлоты был разработан ряд технико-технологических решений, которые позволяют сократить сроки бурения и повысить уровень флюидоотдачи пластов.

При добыче углеводородов из залежей в зоне многолетнемерзлых пород используют системы нагнетающих и добывающих скважин. Флюид вытесняется из пласта по нагнетательной скважине, добыча выполняется по добывающим. Скважины выполняют горизонтально, причем нагнетательная находится в центре, а добывающие образуют цилиндрическую зону дренирования [2].

При бурении многолетнемерзлых горных пород часто встречаются следующие осложнения [3]: интенсивное кавернообразование в местах залегания многолетнемерзлых горных пород и низкотемпературных талых пород, которое приводит к поломке бурильного инструмента, размывам, движению фундамента бурильной установки из-за таяния мерзлых пород, близких к поверхности; помеха пропуска обсадных колонн до необходимой глубины, подъема цемента; потеря герметичности резьбовых соединений, смятие обсадных колонн; примерзание